



SEJARAH PEMENDAMAN (*BURIAL HISTORY*) SUMUR X DAN Y DI SUB-CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Metriolani Aurellia¹, Reza Mohammad Ganjar Gani¹, Yusi Firmansyah¹

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung,

*korespondensi : metriolaniaurellia96@gmail.com

ABSTRAK

Sub-Cekungan Jambi merupakan salah satu sub-cekungan dari Cekungan Sumatera Selatan yang terletak di sebelah Utara dan telah terbukti dapat menghasilkan hidrokarbon. Cekungan Sumatera Selatan termasuk dalam cekungan belakang busur yang terbentuk akibat penunjaman pada Mesozoic Tengah antara Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Eurasia. Sejarah pemendaman suatu cekungan dapat diketahui melalui pemodelan dengan menggunakan *software PetroMod 1D*. Selain itu, dari pemodelan tersebut juga dapat diketahui pemodelan kematangannya. Data yang dibutuhkan dalam membuat suatu pemodelan berupa nilai *vitrinite* (%Ro), litologi, temperatur, *top* formasi, erosi, umur pengendapan, biostratigrafi, dan beberapa data lainnya. Hasil dari pemodelan didapatkan bahwa sejarah pemendaman pada sumur X dan Y dimulai dari terendapkannya Formasi Talang akar pada Oligosen hingga Formasi Muara enim pada Miosen Akhir. Kematangan hidrokarbon pada sumur X dan Y sudah memasuki fase *early oil* bahkan *main oil*.

Kata Kunci : *Sub-Cekungan Jambi, Sejarah Pemendaman (Burial History), Kematangan Hidrokarbon.*

ABSTRACT

Jambi Sub-Basin is one of the sub-basins of the South Sumatra Basin which is located in the north and has been proven to be able to produce hydrocarbons. The South Sumatra Basin is included in the back-arc basin formed by the subduction of the Middle Mesozoic between the Indo-Australian Plate and the Eurasian Plate. The history of the submergence of a basin can be known through modeling using the PetroMod 1D software. In addition, from the modeling can also be known maturity modeling. The data needed in making a model are the value of vitrinite (%Ro), lithology, temperature, top formation, erosion, age of deposition, biostratigraphy, and several other data. The results of the modeling show that the history of the excavation in wells X and Y starts from the deposition of the Talang akar Formation in the Oligocene to the Muara enim Formation in the Late Miocene. Hydrocarbon maturity in wells X and Y has entered the early oil phase and even main oil.

Keywords : *Jambi Sub-Basin, Burial History, Hydrocarbon Maturity*

1. PENDAHULUAN

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang terbukti dapat menghasilkan hidrokarbon dan terbentuk akibat adanya penunjaman pada Mesozoic Tengah antara Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Eurasia. Potensi hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan terletak di Kaki Bukit Gumai dan Pegunungan Barisan yang dapat menjadi indikasi awal dalam melakukan suatu eksplorasi (Ariyanto dan Kusdiantoro, 2014 dalam Anggraini, dkk. 2017). Cekungan Sumatera Selatan terbagi menjadi empat sub-cekungan, salah satunya adalah Sub-Cekungan Jambi yang juga terbukti dapat menghasilkan hidrokarbon. Secara geografis, Sub-Cekungan Jambi dibagian Utara dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh, dibagian Selatan dibatasi oleh Pegunungan Duabelas dan Tinggian Tamian, dibagian Timur dibatasi oleh Paparan Sunda, dan dibagian Barat dibatasi oleh Bukit Barisan.

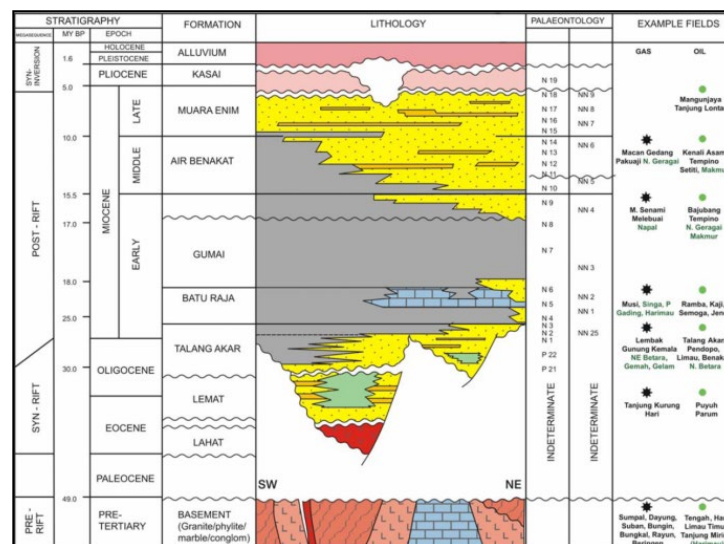
Pemodelan sejarah pemendaman (*burial history*) dapat menggambarkan proses keterbentukan suatu cekungan. Pemodelan tersebut juga dapat menggambarkan tingkat kematangan suatu batuan induk, sehingga dapat diketahui awal kematangan suatu batuan

induk untuk dapat berubah menjadi hidrokarbon. Pemodelan yang telah dibuat dapat dijadikan sebagai referensi sebelum melakukan eksplorasi dan eksploitasi pada suatu daerah.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur yang terbentuk dari Tersier hingga Kuarter dan terisi oleh batuan karbonat serta sedimen klastik yang cukup tebal. Cekungan Sumatera Selatan terbagi menjadi empat sub-cekungan yang terbentuk akibat aktivitas pengangkatan pada Kapur Akhir hingga Miosen yang terdiri dari Sub-Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Utara, Sub-Cekungan Palembang Tengah, dan Sub-Cekungan Palembang Selatan. Secara regional, stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa formasi, diantaranya :

1. Basement
2. Formasi Lemat/Lahat
3. Formasi Talang akar
4. Formasi Baturaja
5. Formasi Gumai
6. Formasi Air benakat
7. Formasi Muara enim
8. Formasi Kasai



Gambar 1 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger and Fielding, 2005)

Pada Sub-Cekungan Jambi yang menjadi lokasi penelitian, hanya lima formasi yang dapat ditemukan, yaitu Formasi Talang akar (Lower Talang akar dan Upper Talang akar), Baturaja, Gumai, Air benakat, serta Muara enim. Sub-Cekungan Jambi merupakan salah satu sub-cekungan yang terbukti dapat menghasilkan hidrokarbon.

Analisis *burial history* (sejarah pemendaman) dapat digunakan untuk mengetahui waktu dan jumlah erosi yang ada serta memberikan gambaran terkait kecepatan akumulasi sedimen dari waktu ke waktu. *Burial History* (Sejarah Pemendaman) juga dapat menggambarkan peristiwa terjadinya transgresi dan regresi di suatu daerah. Pada umumnya, dalam *burial*

history (sejarah pemendaman) akan terjadi penurunan yang kontinyu seiring dengan bertambahnya beban di atas suatu lapisan.

Penggabungan grafik *burial history* dengan nilai *vitrinite* dapat digunakan untuk mengetahui kapan suatu material organik mulai matang atau mulai memproduksi hidrokarbon. Sejarah kematangan suatu hidrokarbon dapat dilihat dari rekonstruksi sejarah termal melalui waktu pada pemodelan *burial history 1D*. Indikator kematangan yang digunakan yaitu nilai *vitrinite*. Berdasarkan klasifikasi Peters dan Cassa (1994), tingkat kematangan batuan induk berkisar dari *immature* hingga *post mature*.

Stage of Thermal Maturity for Oil	Maturation			Generation		
	R _o (%)	T _{max} (°C)	TAI ^a	Bitumen/TOC ^b	Bitumen (mg/g rock)	PI ^c [S ₁ /(S ₁ + S ₂)]
Immature	0.2–0.6	<435	1.5–2.6	<0.05	<50	<0.10
Mature						
Early	0.6–0.65	435–445	2.6–2.7	0.05–0.10	50–100	0.10–0.15
Peak	0.65–0.9	445–450	2.7–2.9	0.15–0.25	150–250	0.25–0.40
Late	0.9–1.35	450–470	2.9–3.3	—	—	>0.40
Postmature	>1.35	>470	>3.3	—	—	—

^aTAI, thermal alteration index.
^bMature oil-prone source rocks with type I or II kerogen commonly show bitumen/TOC ratios in the range 0.05–0.25. Caution should be applied when interpreting extract yields from coals. For example, many gas-prone coals show high extract yields suggesting oil-prone character, but extract yield normalized to TOC is low (<30 mg HC/g TOC).
^cBitumen/TOC ratios over 0.25 can indicate contamination or migrated oil or can be artifacts caused by ratios of small, inaccurate numbers.
^dPI, production index.

Gambar 2 Klasifikasi kematangan batuan induk (Peters and Cassa, 1994)

3. METODE PENELITIAN

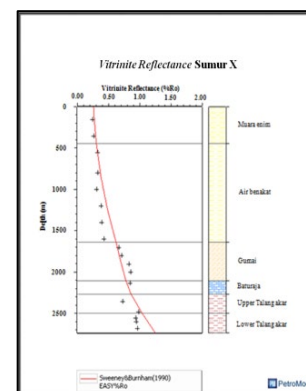
Analisis *burial history* (sejarah pemendaman) dilakukan untuk mengetahui sejarah keterbentukan cekungan di daerah penelitian. Untuk mengetahui sejarah keterbentukannya, dapat dilakukan pengolahan data dengan menggunakan *software PetroMod 1D* untuk menghasilkan suatu pemodelan. Data-data yang digunakan untuk membuat suatu pemodelan tersebut dapat berupa nilai *vitrinite* (%Ro), litologi, temperatur, *top* formasi, erosi, umur pengendapan, biostratigrafi, dan beberapa data lainnya.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

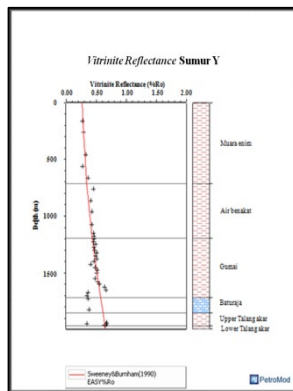
Pembuatan *burial history* (sejarah pemendaman) dapat dilakukan dengan menggunakan *Software PetroMod 1D* dengan menginput beberapa data yang dibutuhkan,

seperti nilai *vitrinite reflectance* (%Ro), temperatur, litologi, *top* formasi, erosi, umur pengendapan, biostratigrafi, dan beberapa data lainnya.

- Nilai *Vitrinite Reflectance* (%Ro)
-

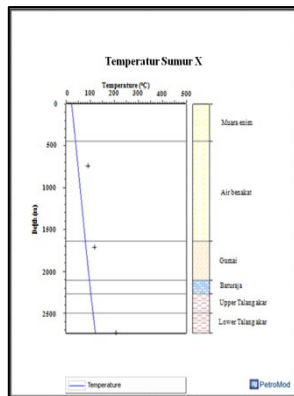


Gambar 3 *Vitrinite Reflectance* sumur X

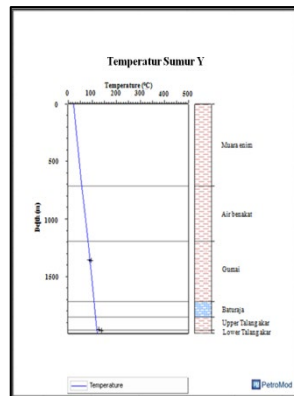


Gambar 4 *Virinite Reflectance* sumur Y

– Temperatur



Gambar 5 Temperatur Sumur X



Gambar 6 Temperatur Sumur Y

– Litologi

Formasi	Persenan litologi (%)				
	Siltstone	Sandstone	Limestone	Shale	Claystone
Muara enim	(-)	20	(-)	(-)	80
Air benakat	19	51	(-)	(-)	30
Gumai	55	45	(-)	(-)	(-)
Baturaja	8	(-)	92	(-)	(-)
Upper Talang akar	10	(-)	(-)	90	(-)
Lower Talang akar	15	(-)	(-)	85	(-)

Gambar 7 Litologi Sumur X

Formasi	Persenan litologi (%)					
	Siltstone	Sandstone	Claystone	Limestone	Shale	Coal
Muara enim	(-)	16	66	(-)	(-)	18
Air benakat	(-)	14	30	12	44	(-)
Gumai	(-)	36	(-)	2	62	(-)
Baturaja	(-)	1	(-)	91	8	(-)
Upper Talang akar	(-)	(-)	(-)	8	92	(-)
Lower Talang akar	(-)	25	(-)	10	65	(-)

Gambar 8 Litologi Sumur Y

– Top Formasi, Umur Pengendapan, dan Erosi

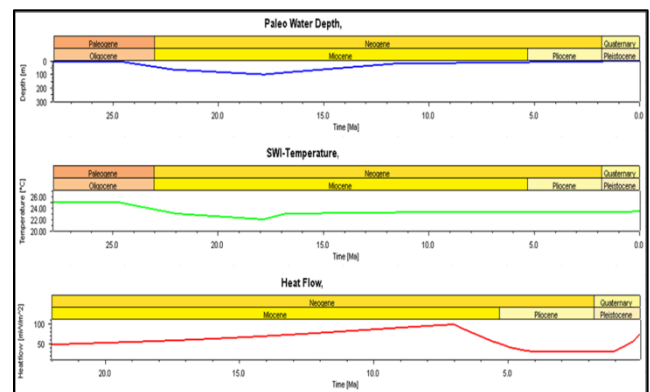
Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]
Muara enim	0	449	449	250	11.63	5.00	5.00	0.00
Air Benakat	449	1648	1199		16.79	11.63		
Gumai	1648	2111	463		17.85	16.79		
Baturaja	2111	2275	164		22.00	17.85		
Upper Talang akar	2275	2505	230		24.75	22.00		
Lower Talang akar	2505	2749	244		27.82	24.75		
						27.82		

Gambar 9 Top formasi, umur pengendapan, dan erosi sumur X

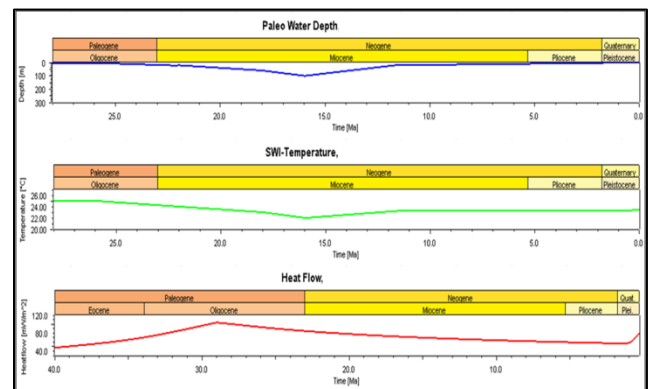
Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]
Muara enim	0	714	714	180	11.63	5.00	5.00	0.00
Air Benakat	714	1186	472		15.97	11.63		
Gumai	1186	1703	517		18.00	15.97		
Baturaja	1703	1838	135		22.00	18.00		
Upper Talang akar	1838	1948	110		26.00	22.00		
Lower Talang akar	1948	1977	30		28.00	26.00		
						28.00		

gambar 10 Top formasi, umur pengendapan, dan erosi sumur y

– Boundary Conditions



Gambar 11 *Burial Conditions* Sumur X



Gambar 12 *Burial Conditions* Sumur Y

Dari pengolahan data tersebut, maka didapatkan bahwa sejarah pemendaman di daerah penelitian terdiri dari:

1. Oligosen

Pada kala Oligosen, di daerah penelitian terjadi kenaikan muka air laut (transgresi) yang dapat dilihat dari kedalaman *paleo water depth*. Pada kondisi tersebut terendapkan Formasi *Lower Talang akar* yang diperkirakan mulai terendapkan pada 30 ma. Secara regional, Formasi *Lower Talang akar* terendapkan pada fase *syn-rift*. Pada sumur X, litologi yang terdapat pada Formasi *Lower Talang akar* didominasi oleh *shale* dengan ketebalan formasi sekitar 244 m. Pada sumur Y, litologinya terdiri dari *sandstone* (25%), *limestone* (10%), dan *shale* (65%) dengan ketebalan formasi sekitar 30 m.

2. Oligosen – Miosen Awal

Pada kala Oligosen hingga Miosen Awal, kondisi *paleo water depth* di daerah penelitian masih sama, yaitu dalam kondisi kenaikan muka air laut (transgresi). Pada kala Oligosen hingga Miosen Awal ini, mulai terjadi pengendapan Formasi *Upper Talang akar* yang diperkirakan mulai terendapkan pada 25 ma. Secara regional, pengendapan Formasi *Upper Talang akar* terjadi pada fase *syn-rift*. Pada sumur X, litologi yang terdapat pada Formasi *Upper Talang akar* didominasi oleh *siltstone* dengan ketebalan formasi sekitar 230 m. Pada sumur Y, litologinya terdiri dari *limestone* (8%) dan *shale* (92%) dengan ketebalan formasi sekitar 110 m.

3. Miosen Awal

Pada kala Miosen Awal terjadi pengendapan Formasi Baturaja yang diperkirakan mulai terendapkan pada 22 ma, setelah berhentinya pengendapan Formasi *Upper Talang akar*. Formasi ini terendapkan dalam kondisi *paleo water depth* yang sama dengan pengendapan Formasi *Lower Talang akar* dan Formasi

Upper Talang akar, yaitu dalam kondisi kenaikan muka air laut (transgresi). Secara regional, Formasi Baturaja terendapkan pada fase *post-rift*. Pada sumur X, litologi yang terdapat pada Formasi Baturaja didominasi oleh *siltstone* dengan ketebalan formasi sekitar 164 m. Pada sumur Y, litologinya terdiri dari *sandstone* (1%), *limestone* (91%), dan *shale* (8%) dengan ketebalan formasi sekitar 135 m.

4. Miosen Awal – Miosen Tengah

Pada kala Miosen Awal hingga Miosen Tengah, mulai terendapkan Formasi Gumai dengan kondisi yang sama dengan pengendapan formasi-formasi sebelumnya, yaitu dalam kondisi kenaikan muka air laut (transgresi). Formasi Gumai diperkirakan mulai terendapkan pada 17.8 ma. Secara regional, Formasi Gumai terendapkan pada fase *post-rift*. Pada sumur X, litologi yang terdapat pada Formasi Gumai terdiri dari *siltstone* (55%) dan *sandstone* (45%) dengan ketebalan formasi sekitar 463 m. Pada sumur Y, litologinya terdiri dari *sandstone* (36%), *limestone* (2%), dan *shale* (62%) dengan ketebalan formasi sekitar 517 m.

5. Miosen Tengah

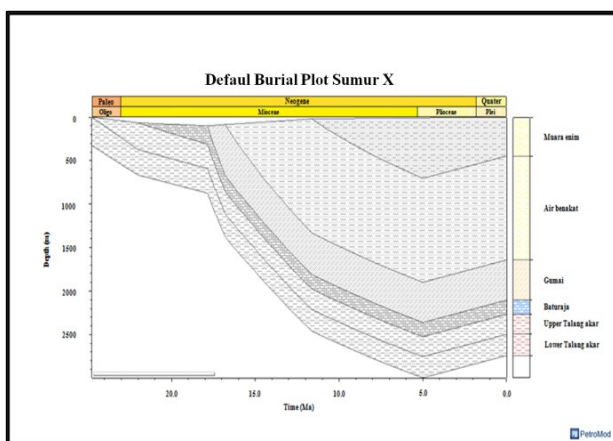
Pada kala Miosen Tengah, setelah berhentinya pengendapan Formasi Gumai, terjadi perubahan kondisi muka air laut dari transgresi ke regresi. Hal tersebut dapat dilihat dari perubahan yang terdapat pada grafik *paleo water depth*. Setelah kondisi muka air laut berubah menjadi regresi (penurunan muka air laut), pengendapan Formasi Air benakat mulai terjadi. Pengendapan formasi ini diperkirakan mulai terendapkan pada 15 ma. Secara regional, Formasi Air benakat terendapkan pada fase *post-rift*. Pada sumur X, litologi yang terdapat pada Formasi Air benakat terdiri dari litologi *siltstone* (19%), *sandstone* (51%), dan *claystone* (30%) dengan ketebalan formasi sekitar 1199 m. Pada sumur Y, litologinya terdiri dari *sandstone* (14%), *claystone* (30%), *limestone* (12%), dan *shale* (44%) dengan ketebalan formasi sekitar 472 m.

6. Miosen Akhir

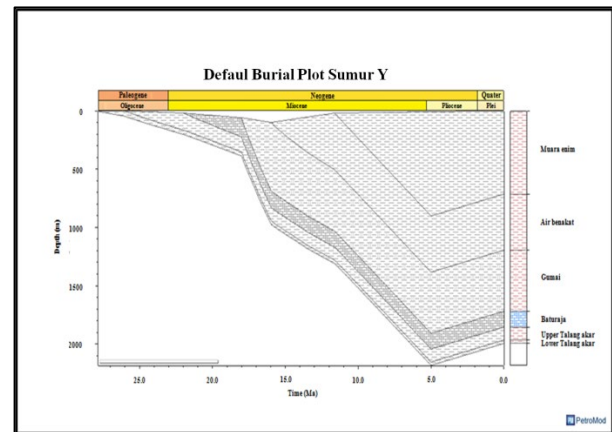
Pada kala Miosen Akhir terjadi pengendapan Formasi Muara enim, setelah berhentinya pengendapan Formasi Air benakat. Formasi Muara enim diperkirakan mulai terendapkan pada 10 ma. Formasi ini terendapkan dalam kondisi penurunan muka air laut (regresi). Jika dilihat dari *paleo water depth* nya, kemungkinan Formasi Muara enim terendapkan di lingkungan darat karena kedalaman dari *paleo water depth* nya yang bernilai 0. Secara regional, Formasi Muara enim terendapkan pada fase *post-rift*. Pada sumur X, litologi yang terdapat pada Formasi Muara enim didominasi oleh *claystone* dengan ketebalan formasi sekitar 449 m. Pada sumur Y, litologinya terdiri dari *sandstone* (16%), *claystone* (66%), dan *coal* (18%) dengan ketebalan formasi sekitar 714 m.

7. Pliosen – Resen

Pada kala Pliosen hingga Resen tidak terjadi pengendapan formasi di daerah penelitian. Pada kala ini, secara regional terjadi fase kompresi, pembalikan cekungan, dan pembalikan sesar normal. Selain itu, pada kala ini juga terjadi erosi pada bukit barisan di Cekungan Sumatera Selatan yang diperkirakan mulai terjadi pada 5 ma, serta puncak erosi ini kemungkinan terjadi pada 2,5 ma.

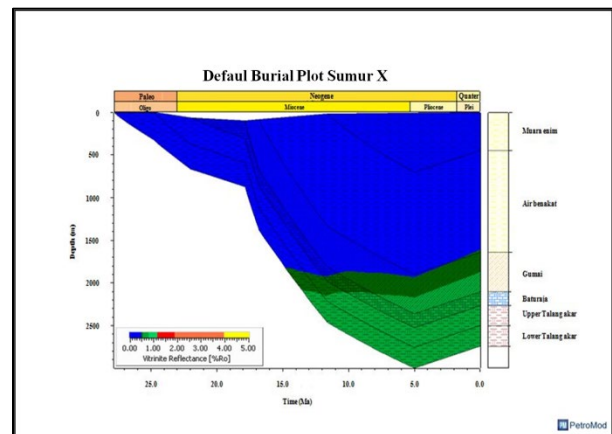


Gambar 13 Model Sejarah Pemendaman (Burial History) Sumur X



Gambar 14 Model Sejarah Pemendaman (Burial History) Sumur Y

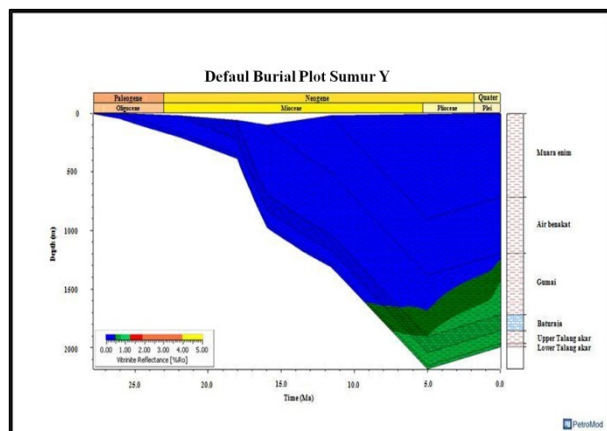
Hasil pemodelan kematangan menunjukkan bahwa sumur X mulai memasuki *early oil* pada Miosen Tengah (15 juta tahun yang lalu) dan memasuki fase *main oil* pada Miosen Tengah (14 juta tahun yang lalu). Pada kala Resen, fase *early oil* berada pada Formasi Gumai tepatnya pada kedalaman sekitar 1650 m dan fase *main oil* berada pada Formasi Gumai juga tepatnya pada kedalaman sekitar 1950 m.



Gambar 15 Pemodelan Kematangan Sumur X

Sumur Y mulai memasuki *early oil* pada Miosen Akhir (9.5 juta tahun yang lalu) dan memasuki fase *main oil* pada Miosen Akhir (7.5 juta tahun yang lalu). Pada kala Resen, fase *early oil* berada pada Formasi Gumai tepatnya pada kedalaman sekitar 1250 hingga 1275 m, dan fase *main oil* berada pada

Formasi Gumai juga tepatnya pada kedalaman sekitar 1275 hingga 1500 m.



Gambar 16 Pemodelan Kematangan Sumur Y

5. KESIMPULAN

Sejarah pemendaman (*burial history*) di daerah penelitian dari yang paling tua hingga yang paling muda terdiri dari Formasi *Lower* Talang akar (Oligosen), Formasi *Upper* Talang akar (Oligosen – Miosen Awal), Formasi Baturaja (Miosen Awal), Formasi Gumai (Miosen Awal – Miosen Tengah), Formasi Air benakat (Miosen Tengah), dan Formasi Muara enim (Miosen Akhir). Setelah semua formasi terendapkan, pada kala Pliosen hingga Resen terjadi peristiwa erosi di daerah penelitian yang diperkirakan mulai terjadi pada 5 Ma hingga puncaknya pada 2,5 Ma.

Sumur X mulai memasuki *early oil* dan *main oil* pada Miosen Tengah, sedangkan sumur Y mulai memasuki *early oil* dan *main oil* pada Miosen Akhir. Pada kala Resen, fase *early oil* dan *main oil* pada sumur X dan Y berada pada Formasi Gumai.

UCAPAN TERIMAKASIH

Ucapan terimakasih ingin penulis sampaikan kepada PT. Pertamina Hulu Rokan yang telah membantu serta mengizinkan penulis untuk melaksanakan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Ginger, David dan Kevin Fielding. 2005. *The Petroleum System and Future Potential Of The South Sumatera Basin*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention & Exhibition, August 2005.
- Peters, Kenneth E. dan Mary Rose Cassa. 1994. *Applied Source Rock Geochemistry*. Magoon, L. B, and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system-from source to trap : AAPG Memoir 60.
- Angraini, dkk. 2017 *Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Baturaja Lapangan “MLH”, Cekungan Sumatera Selatan*. Jurnal Ilmiah Geologi Pangea Vol.4 No.2.